

Краткое нетехническое резюме

Данный раздел разработан ТОО «АВ Engineering» в рамках проекта «Строительство подводящего нефтепровода «МШК 203км (УУН) АО «КТК-К» - НПС им. Т. Касымова» на основании технического задания, выданного ГИПОм данного проекта.

Целью настоящего проекта является строительство подводящего нефтепровода «МШК 203км (УУН) АО «КТК-К» - НПС им. Т. Касымова для увеличения объема принимаемой нефти.

Раздел «Охраны окружающей среды» выполнен в соответствии с требованиями «Экологического Кодекса Республики Казахстан» от 2 января 2021г. №400-VI ЗРК, «Инструкции по организации и проведению экологической оценки», утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 г, № 280.

Раздел «Охраны окружающей среды» содержит комплекс предложений по рациональному использованию природных ресурсов при проведении строительно-монтажных работ и технических решений по предупреждению негативного воздействия проектируемого объекта на окружающую среду.

В разделе «Охраны окружающей среды» приведены природно-климатические характеристики района расположения объекта; виды и источники техногенного воздействия; характер и интенсивность воздействия объекта на компоненты окружающей среды, количество выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ, образующихся отходов, намечены мероприятия по рациональному использованию водных ресурсов.

Местонахождение участка: Атырауская область, Махамбетский район, Алмалинский с.о., с.Береке. Географические координаты: 47°9'53.1"С.Ш 51°52'15.8" В.Д.

Краткое описание намечаемой деятельности

Проектом предусматривается строительство подводящего нефтепровода между узлом учета «МШК 203км (УУН) АО «КТК-К» и точкой врезки (Задвижка №604) на территории «НПС им. Т. Касымова» из стальных труб по ГОСТ 20295-85 1 с заводским наружным защитным покрытием усиленного типа из 3-х слойного полиэтилена; температура перекачиваемого продукта до +60 °С., диаметром 530x8мм.

Максимальное давление проектируемого нефтепровода принято 6,3 Мпа, рабочее давление проектируемого нефтепровода принято 5,5 МПа. Общая протяжённость 1160 м. Способ прокладки нефтепровода надземная на опорах в точке подключения на территории узла учёта и камер запуска и приёма очистных устройств, остальная часть нефтепровода проложена подземно.

Точка подключения и начало подводящего нефтепровода предусмотрено на территории узла учета нефти «МШК 203км (УУН) АО «КТК-К» Подключение МН выполнено через равнопроходной тройник Ø425

с присоединением к двум фланцам запорной арматуры № А02 и №А04 на территории УУН 203КМ Размер фланцев DN 16", PN Class 600, по ASME B 16.5 на надземном участке трубопровода. За тройником предусмотрено установка перехода с трубы Ø425x8,0 на трубу Ø530x8,0. За переходом установлен вставка электроизолирующая. В электроизолирующей вставке предусмотрен искроразрядник во взрывобезопасном исполнении. Ресурс циклической долговечности электроизолирующей вставки определен на весь срок службы. По территории узла учета нефти «МШК 203км (УУН) АО «КТК-К» трубопровод проходит надземно на опорах. Из трубопровода на территории узла учета предусмотрено подключение к существующей дренажной ёмкости УУН 203КМ к МН через врезку в дренажную трубу Ø108x4,5 к нефтепроводу Ø530x8,0. После врезки на на дренажном трубопроводе Ø108x4,5 предусмотрена задвижка с фланцевым соединением. Из территории узла учета трубопровод проходит через ограждение на опорах на площадку запуска скребков.

Площадка камеры запуска скребков

Камера запуска скребков предназначены для обеспечения постоянной пропускной способности выкидной линии путем очистки полости трубы и стенок от отложений и прочистки карманов от застойной жидкости. Процесс очистки предусмотрен в периоды пред-пусконаладочных и пусконаладочных работ и в процессе проведения запланированного обслуживания.

Камера запуска скребка для продуктовой линии на 20 дюймов находится на площадке запуска, расположенной за территорией узла учета нефти «МШК 203км (УУН) АО «КТК-К». Камера запуска скребка принята заводского исполнения и на фланцевом соединении к трубопроводу Ø530x8,0. Камера запуска продуктовой линий будет изготовлена из углеродистой стали API 5L X60 и ASTM 694F60, будет укомплектована оборудованием, обеспечивающим безопасную эксплуатацию, включающим в себя приборы для измерения температуры и давления. Камеры удобны в эксплуатации. Позволяют за 10 - 20 минут открыть затвор и обеспечить доступ во внутреннюю полость для установки дефектоскопа, очистного поршня и т.д. Длина корпуса камер позволяет применять любые современные средства диагностики. Запорная арматура, откидная по горизонтали торцевая крышка хомутового типа будут укомплектованы защитным устройством и спускным клапаном для предотвращения открывания механизма затвора до сброса давления, дренажа и продувки камеры запуска скребка топливным газом.

На территории площадки камеры запуска предусмотрена вся обвязка необходимая для подключения камеры запуска скребка: тройник переходной Ø530 на Ø325, отвод 90° для трубы Ø530, тройник равнопроходный Ø530. Также предусмотрена запорная арматура для подключения и отключения камеры запуска от нефтепровода 2 фланцевые шаровых крана Ду 500 и один Ду 300 с редуктором и ручным управлением.

Нефтепровод на площадке запуска расположен надземно на опорах, опоры рассчитаны и спроектированы в разделе АС. Проходя площадку запуска нефтепровод через отводы 45° опускается под землю.

Подземная прокладка трубопровода

Трасса нефтепровода запроектирована подземного исполнения. Глубина заложения – от 1,57 до 2,82 метров до верха труб согласно продольному профилю, приведённых в соответствующих чертежах марки ТХ.

Расстояние от стенки трубопровода до стенки траншеи – 0,3м. На дне траншеи предусмотрена укладка подушки из выкопанного мягкого грунта, толщиной 0,1 м, не содержащего твердых включений (щебень, камни, кирпичей и т.д.). Над верхом проектируемого трубопровода предусматривается защитный слой, толщиной 20 см, из мягкого вынутаго грунта, не содержащего твердых включений (щебня, камней, кирпичей и т.д.). При этом применение ручных и механических трамбовок непосредственно над трубопроводом не допускается. Проектом на 0,2 м выше верха трубы предусматривается сигнальная лента с медной прожилкой и надписью нефтепровод. Засыпку грунта над лентой, толщиной 0,1 м осуществлять вручную. Послойное трамбование грунта после укладки сигнальной ленты не требуется. После засыпки грунта необходимо выполнить земляную призму над проложенным трубопроводом.

На углах поворотов, в местах пересечения, также на прямых участках на расстоянии не менее 500 м проектом предусмотрены сигнальные столбы, для определения трассы запроектированного нефтепровода. На сигнальных столбиках должны быть нанесены предупреждающие надписи и контактные номера телефонов.

При пересечении с существующими коммуникациями проектируемый нефтепровод проложен под пересекаемыми инженерными и сетями, нефтепроводами и газопроводами.

Для защиты пересекаемых коммуникаций (водопровод, газопровод, кабели связи и силовые кабели) запроектирована установка защитных футляров. При пересечении с существующими нефтепроводами защитные футляры не предусмотрены.

Проектом предусматривается установка стального защитного кожуха на проектируемом нефтепроводе больше наружного диаметра нефтепроводов не менее чем на 200мм. Укладка защитных футляров на нефтепроводы, при пересечении автодороги, выполнялась в соответствии с действующими нормами и правилами:

-СН РК 3.05-01-2013 "Магистральные трубопроводы";

-СП РК 3.05-101-2013 "Магистральные трубопроводы"

-СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 "Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии";

"Инструкция по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности".

Защитный кожух согласно техническим условиям выводиться на расстояние от бровки земляного полотна на 25 метров в обе стороны.

Концы футляров уплотняются герметизирующими резиновыми манжетами.

Для механической защиты изоляционного покрытия нефтепровода при прокладке в "патронах" под автомобильные дороги предусмотрены предохранительные изолирующие диэлектрические кольца - спейсеры. Стальной кожух должен иметь заводскую изоляцию.

Прокладка подземной части нефтепровода осуществляется по всей протяжённости нефтепровода и заканчивается на выходе из земли отводами 45° на площадку приема скребков.

Площадка камеры приема скребков

Камера приёма скребков предназначены для извлечения скребковых устройств из трубы после очистки ее полости и стенок от отложений и прочистки карманов от застойной жидкости. Процесс очистки предусмотрена в периоды пред-пусконаладочных и пусконаладочных работ и в процессе проведения запланированного обслуживания.

Камера приема скребка для продуктовой линии на 20 дюймов находится на площадке приема, расположенной на территории «НПС им. Т. Касимова». Камера приема скребка принята заводского исполнения и на фланцевом соединении к трубопроводу Ø530x8,0. Камера приема продуктовой линий будет изготовлена из углеродистой стали API 5L X60 и ASTM 694F60, будет укомплектована оборудованием, обеспечивающим безопасную эксплуатацию, включающим в себя приборы для измерения температуры и давления. Камеры удобны в эксплуатации. Позволяют за 10 - 20 минут открыть затвор и обеспечить доступ во внутреннюю полость для установки дефектоскопа, очистного поршня и т.д. Длина корпуса камер позволяет применять любые современные средства диагностики. Запорная арматура, откидная по горизонтали торцевая крышка хомутового типа будут укомплектованы защитным устройством и спускным клапаном для предотвращения открывания механизма затвора до сброса давления, дренажа и продувки камеры приема скребка топливным газом.

На территории площадки камеры приема предусмотрена вся обвязка необходимая для подключения камеры приема скребка: тройник переходной Ø530 на Ø325, отвод 90° для трубы Ø530, тройник равнопроходный Ø530. Также предусмотрена запорная арматура для подключения и отключения камеры приема от нефтепровода фланцевые шаровые краны Ду 500 и Ду 300 с редуктором и ручным управлением. Также за тройником предусмотрена фланцевые шаровый кран Ду 500 с электроприводом и аварийным ручным управлением.

Нефтепровод на площадке приема расположен надземно на опорах, опоры рассчитаны и спроектированы в разделе АС. Проходя площадку приема нефтепровод через отводы 45° опускается под землю.

Окончание линии подводящего нефтепровода и точка врезки в существующую линию осуществляется на площадке приема скребка, после задвижки с электроприводом.

Монтаж, сварка, испытания и контроль сварных стыков проектируемого нефтепровода

Сварку, контроль качества сварных соединений производить в соответствии с СП РК 3.05-103-2014 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы» в соответствии с таблицей 4.

Запрещается устранять зазоры между торцами труб, нахлесты или несовпадение осей труб, возникающих при укладке трубопроводов, путем натяжения труб или искривления осей трубопроводов механическими методами или путем нагрева.

Объем контроля сварных соединений 2 категории

- 100% визуальный и измерительный контроль;
- 100% радиографический контроль;

Трубопроводы испытываются в соответствии с СП РК 3.05-103-2014 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы» в соответствии с Таблицей 6.

Гидроиспытания нефтепровода $R_{пр}=1,5 \times R_{расч}=6,88$ МПа;
 $R_{герм}=R_{расч}=5,5$ МПа.

После гидравлических испытаний все основные и вспомогательные трубопроводы продуть сжатым воздухом. После опорожнения обвязки, тщательного осмотра и удаления из труб посторонних тел, и шлака произвести замыкание трубной обвязки. При этом необходимо обеспечить соосность осей трубопроводов.

Операции по замыканию трубопроводной обвязки должны осуществляться в присутствии представителя авторского надзора. Должны быть зафиксированы актом, подписанным заказчиком, подрядчиком, технадзором и авторским надзором. В соответствии с рекомендациями изготовителя трубы перед монтажом должны быть очищены механическим способом от ржавчины и грязи. Внутренняя очистка трубных систем должна производиться в соответствии с техническими требованиями СРС-50028.

Перечень видов работ, для которых необходимо составлять акты освидетельствования скрытых работ:

- Подготовка поверхности труб и сварных стыков под противокоррозионное покрытие;
- Анतिकоррозионная защита трубопроводов;
- Очистка полости трубопровода
- Испытания на прочность, проверки на герметичность и удаления (воды и др.) после испытания трубопровода или смонтированного в объеме пускового комплекса оборудования.
- Сварка гарантийного стыка.
- Подготовки основания устройство защитного слоя
- Прокладки трубопроводов;

Описание возможных существенных воздействий

Основными прямыми и косвенными техногенными факторами воздействий на этапе строительных работ будут:

Организованные источники:

Источник загрязнения № 0001 – Компрессор передвижной 5м³/мин;

Источник загрязнения № 0002 – ДЭС 4 кВт;

Источник загрязнения № 0003 – Битумный котел.

Неорганизованные источники:

Источник загрязнения № 6001 – Разработка грунта;

Источник загрязнения № 6002 – Обратная засыпка;

Источник загрязнения № 6003 – Временное хранение грунта;

Источник загрязнения № 6004 – Планировка территории;

Источник загрязнения № 6005 – Уплотнение грунта;

Источник загрязнения № 6006 – Пересыпка щебня;

Источник загрязнения № 6007 – Временное хранение щебня;

Источник загрязнения № 6008 – Пересыпка песка;

Источник загрязнения № 6009 – Временное хранение песка;

Источник загрязнения № 6010 – Буровые работы;

Источник загрязнения № 6011 – Работа шлифовальной машинки;

Источник загрязнения № 6012 – Резка арматуры;

Источник загрязнения № 6013 – Газорезка;

Источник загрязнения № 6014 – Сварочные работы;

Источник загрязнения № 6015 – Покрасочные работы;

Источник загрязнения № 6016 – Работы по пайке;

Источник загрязнения № 6017 – Нанесение битума;

Источник загрязнения № 6018 – Пыление при передвижении автотранспорта.

На основании проведенных расчетов выбросов загрязняющих веществ были выявлены основные источники выбросов загрязняющих веществ:

- 21 источник выбросов - из них: 3 организованных (0001, 0002, 0003), 18 неорганизованных (6001-6018). Общий валовый выброс на период строительства составит –0,79204607411 т/период.